多区域互联电力系统输电服务边际电价理论

余志伟，高大伟，谢志棠，钟志勇，汪　震
(香港理工大学，香港)

摘要：建立了一个多区域全交流互联电力系统最优潮流模型(M-OPF)，发展了一种基于最优潮流的灵敏度分析方法，该方法可以提供在参数变化同时保持最优解情况下电力系统运行状况的变化信息。M-OPF问题求最优解时，通常有一部分不等式约束条件。在计及不等式约束条件的最优解邻近进行灵敏度分析来计算灵敏度系数。它们是通过产生一个Kuhn-Tucker条件的线性近似来求得的。文中提出用区域发电成本对母线需求及功率交换的灵敏度信息来计算边际转运价格。

关键词：输电服务；互联系统；灵敏度分析；边际成本；转运
中图分类号：TM 73；F 123.9

0　引言

世界范围内的电力企业商业环境的变革需要电力企业提供开放性的服务。这种变革使输电价格得到了新的关注[1,2]。转运，这种电能由售电者向购电者通过第三方电网传输的形式，被用于在互联系统之间实现商业化电能传输，在一个多区域的互联系统中，如果按照优化整个电力联合体的运行费用来分配系统中发电机的出力，就实现了经济功率传输。

本文的目的是论述怎样用基于多区域优化潮流的灵敏度分析方法来处理市场驱动竞争供电环境中输电服务的边际电价问题。重点在于计算多区域互联系统中不同种类转运交易的边际转运电价。此外，在考虑有功电力交易的同时，还考虑了以往被忽略的无功电力交易。

1　边际转运成本

假设一个售电者通过转运方来转运功率给购电者，则：

$$\text{边际转运价格} = \text{转运边际成本} = \frac{\partial(\text{转运方的运行费用})}{\partial(\text{转运总能量})}$$

2　多区域网络转运

多区域联合运行的电力系统情况复杂。转运发生在其中某些电力公司转运电能给其他电力公司使用。这样，提供转运服务的电力公司同时接受电能和输送电能。按参与转运的电力公司和其他电力公司(电力交易方)在地域上的关系可以划分为不同的转运类型。第4节描述的全交流多区域互联电力系统最优潮流模型将被用来分析转运成本。第5节和第6节在计及不等式约束条件的最优解邻近进行灵敏度分析来计算不同交易项目的边际转运成本。边际转运价格是通过产生一个Kuhn-Tucker条件的线性近似来求得的。

常规的转运是一个电力公司期望通过一个邻近输电网向远方的第三方输送电力。更复杂的情况是电力用户不向所在区域的电力公司购电，而通过合同向另一邻近或者更远的厂家购电。转运可能在母线之间或者区域之间产生，它们可以分为5类：

a. 区域内部，母线到母线(供电方到用户转运)。一个私有化电厂向一个私有用户卖电，电厂和用户都位于转运公司的服务地区内。在这种类型的转运业务中，用户可以直接从非电力公司所属的发电厂购买电能。

b. 区域间，区域到区域(大容量转运)。两个电力公司间通过第三公司转运电力。售电方和购电方电力公司在地域上均由多条联络线互联到转运电力公司的输电网络。电力公司之间还可通过转运业务，帮助其他电力公司在发电机、输电线或其他系统元件发生突然故障时迅速恢复。

c. 区域间，区域到母线(用户转运)。私有用户向所在区域以外的电力公司购电。私有用户包括工业用户、商业用户和一般的居民用户。

d. 区域间，母线到区域(供电方转运)。一个私有电厂向区域外的电力公司售电。私有电厂包括独立发电厂、热电厂和进行批发业务的发电厂。

e. 区域间，母线到母线(供电方到用户转运)。一个私有电厂向区域外另一个电力公司服务地域内的一个用户售电。

收稿日期：2000-01-06；修回日期：2000-04-14

3 互联电力系统模拟

一个电力公司的运行区域是整个电力系统的一部分。在这个区域内可分配发电机的出力,以安全经济地向本地用户和网络使用者提供服务。在向本地用户提供电力的同时,必须将流入和流出控制区域的潮流保持在计划水平。如果没有与控制区域外部电力交易,互联线上的潮流代数和应该为零。

控制区域的互联是全世界范围内的一个趋势[3]。在一个互联多区域系统中,发电资源的联合运行能显著地降低成本,提高可靠性。中央电力联合体就是这样一种正式的组织形式,电力公司任命一个中央调度员来决策输电和发电,中央调度员控制所有成员的设施,处理所有必要的信息以做出最优的系统决策,电能的分配和交换都是由多区域互联系统的所有参与区域联合制订的,当联合体中所有发电机根据全系统运行费用最小来调度时,系统就实现了电力的经济输送。

联合体最经济的运行方式当然是区域间传输电力不加限制,直到联合体发电费用达到最小。然而有时这样做是不能接受的,因为电力公司可能希望其出力有一个下限来保证自己的安全标准。一种可能的安排是,每一个成员根据其边际成本曲线,向中央调度员递交每小时的买卖报价单。报价单表明该电力公司的购电价格、售电价格和涉及的电量。这个报价单是根据潜在售电方发电的微增成本和每一个潜在购电方的微减成本(如通过用购入电量代替自身发电可能节省的发电成本)。中央调度员将通过评标决定每个成员的总交换功率水平。

4 电力联合体最优潮流模型的建立

文献[4]发展的最优潮流(OPF)原先是为单区域系统设计的。多区域电力联合体最优潮流(M-OPF)的目标是将单区域最优潮流的模型推广到多区域。在多区域情况下,考虑功率交换约束的互联系统运行成本最小化。计划区域间的功率交换在经济优化过程中作为等式约束。这里的问题本质上是一个最优潮流问题,目标是优化整个互联系统中空间上分开的发电厂的运行费用,约束条件是区域上子系统之间的功率交换量及常规的运行约束,如电压、潮流和分接头限制。

目标函数可以表示为以下形式:

$$\min C = \sum_{i=1}^{N_G} C_i(P_{Gi}) \tag{1}$$

式中 P_{Gi}为母线 i 的有功出力;$C_i(P_{Gi})$为母线 i 的发电机发出 P_{Gi}单位有功功率的运行成本;N_G为全互联系统中发电厂数。

这个问题有几个约束,分述如下。

4.1 等式约束

母线 i 具有可变有功和无功的功率平衡潮流方程:

$$g_i = -P_{Gi} + P_{di} + P_i = 0 \tag{2}$$

$$h_i = -Q_{Gi} + Q_{di} + Q_i = 0 \tag{3}$$

式中 $i = 1, 2, \cdots, N$;N 为全互联系统中母线数;P_{di}, Q_{di}分别为母线 i 的有功、无功需求;P_i, Q_i 分别为母线 i 的净计算有功、无功输入;Q_{Gi}为母线 i 的无功出力。

区域 a 的有功、无功平衡交换方程:

$$I_{Pa} = P_{Ia} - \sum_{j \in K_a} P_{tj} = 0 \tag{4}$$

$$I_{Qa} = Q_{Ia} - \sum_{j \in K_a} Q_{tj} = 0 \tag{5}$$

式中 $a = 2, 3, \cdots, A$;A 为全互联系统中区域数;P_{Ia}, Q_{Ia}分别为区域 a 的有功、无功设定交换水平,正为输入,负为输出;P_{tj}, Q_{tj}分别为联络线 j 的有功、无功潮流,负为流出;K_a 为区域 a 的联络线符号集。

所有区域 A 的实际净输出功率必须为零,因此 $a = 1$时的情况不包括在式(4)和式(5)中。

4.2 不等式约束

设备负载和运行要求的限制构成的不等式约束如下。

a. 发电机限制

$$P_{Gi}^{\min} \leqslant P_{Gi} \leqslant P_{Gi}^{\max} \tag{6}$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leqslant Q_{Gi} \leqslant Q_{Gi}^{\max} \tag{7}$$

b. 变压器分接头限制

$$T_i^{\min} \leqslant T_i \leqslant T_i^{\max} \tag{8}$$

式中 T_i 为变压器 i 的分接头变比。

c. 输电线路限制

$$X_i \leqslant X_i^{\max} \tag{9}$$

式中 X_i 为输电线路 i 的功率潮流幅值。

d. 电压限制

$$V_i^{\min} \leqslant V_i \leqslant V_i^{\max} \tag{10}$$

式中 V_i 为母线 i 的电压幅值。

包含所有有功出力水平 $\boldsymbol{P}_G$、无功出力 $\boldsymbol{Q}_G$、电压水平 $\boldsymbol{V}$、电压相角 δ和分接头变比 $\boldsymbol{T}$ 的极小化拉格朗日函数为:

$$L = C + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i^P g_i + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i^Q h_i + \sum_{a=2}^{A} \lambda_a^{IP} I_{Pa} + \sum_{a=2}^{A} \lambda_a^{IQ} I_{Qa} - \sum_{i=1}^{N_G} \_{i}^{\min}(P_{Gi} - P_{Gi}^{\min}) + \sum_{i=1}^{N_G} \_{i}^{\max}(P_{Gi} - P_{Gi}^{\max}) -$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} \varsigma_i^{\min}(Q_{Gi} - Q_{Gi}^{\min}) + \sum_{i=1}^{N_G} \varsigma_i^{\max}(Q_{Gi} - Q_{Gi}^{\max}) -$$
$$\sum_{i=1}^{N} \nu_i^{\min}(V_i - V_i^{\min}) + \sum_{i=1}^{N} \nu_i^{\max}(V_i - V_i^{\max}) -$$
$$\sum_{i=1}^{N_T} \xi_i^{\min}(T_i - T_i^{\min}) + \sum_{i=1}^{N_T} \xi_i^{\max}(T_i - T_i^{\max}) +$$
$$\sum_{i=1}^{N_B} Z_i^{\max}(X_i - X_i^{\max}) \tag{11}$$

式中 N_T为全互联系统中变压器数;N_B为全互联系统中输电线路数;λ_a^{IP},λ_a^{IQ}分别为区域 a有功、无功功率平衡的拉格朗日乘子;λ_i^P,λ_i^Q分别为母线 i有功、无功功率平衡的拉格朗日乘子;$\_{}_i^{\min}$,$_{}_i^{\max}$分别为母线 i最小、最大有功功率出力的拉格朗日乘子;$\varsigma_i^{\min}$,$\varsigma_i^{\max}$分别为母线 i最小、最大无功功率出力的拉格朗日乘子;$\nu_i^{\min}$,$\nu_i^{\max}$分别为母线 i最小、最大电压幅值的拉格朗日乘子;$\xi_i^{\min}$,$\xi_i^{\max}$分别为变压器 i最小、最大分接头变比的拉格朗日乘子;$Z_i^{\max}$为线路 i最大功率潮流的拉格朗日乘子。

最优潮流问题已被处理为一个包含等式约束和不等式约束的非线性规划问题:

$$\min_z f(z) \tag{12}$$
$$\text{s.t.}\quad \boldsymbol{y}(\boldsymbol{z}) = \boldsymbol{0} \tag{13}$$
$$\boldsymbol{w}(\boldsymbol{z}) \leqslant \boldsymbol{0} \tag{14}$$

式中 $\boldsymbol{z}$为网络变量的向量;f为变量的标量函数;$\boldsymbol{y}$,$\boldsymbol{w}$为变量 $\boldsymbol{z}$的函数向量。

一个有变量消去过程的 Han-Powell算法和紧凑 OPF格式[5]被用来求解这个非线性规划问题。

5 灵敏度分析

当系统一些参数变化时,在最优性保持的条件下,系统运行的一些函数随着系统参数的变化率,对系统设计和运行工程师们来说是非常有用的。这个信息可以通过灵敏度分析得到,例如我们可以确定最优运行点对系统参数的灵敏度,这些变化的参数可以是指定母线上的有功和无功需求变化,或者如发电机运行极限这样的运行限制条件的变化。这些灵敏度信息对系统规划和转运费用的许多实际问题是很有价值的。

灵敏度分析是通过电力联合体模型的解的邻域内 Kuhn-Tucker条件的线性展开式和约束组得到。在第 4节中提到的 M-OPF问题求最优解时,通常只用到小部分不等式约束条件。这些约束条件在最优解处得出 $\boldsymbol{w}(\boldsymbol{z}) = \boldsymbol{0}$。根据补充的松弛条件,如果约束是一个边界,具有约束的拉格朗日乘子不为零。在最优解处,M-OPF问题的 Kuhn-Tucker条件是:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0 \qquad i = 1, 2, \cdots, N_G \tag{15}$$
$$\frac{\partial L}{\partial Q_{Gi}} = 0 \qquad i = 1, 2, \cdots, N_G \tag{16}$$
$$\frac{\partial L}{\partial T_i} = 0 \qquad i = 1, 2, \cdots, N_T \tag{17}$$
$$\frac{\partial L}{\partial V_i} = 0 \qquad i = 1, 2, \cdots, N \tag{18}$$
$$\frac{\partial L}{\partial W} = 0 \qquad i = 2, 3, \cdots, N \tag{19}$$
$$g_i = 0 \qquad i = 1, 2, \cdots, N \tag{20}$$
$$h_i = 0 \qquad i = 1, 2, \cdots, N \tag{21}$$
$$I_{Pa} = 0 \qquad a = 2, 3, \cdots, A \tag{22}$$
$$I_{Qa} = 0 \qquad a = 2, 3, \cdots, A \tag{23}$$

最优解处的约束集可以列在一起,正号表示上限,负号表示下限,如下:

$$\pm (P_{Gi} - P_{Gi}') = 0 \qquad i \in P^* \tag{24}$$
$$\pm (Q_{Gi} - Q_{Gi}') = 0 \qquad i \in Q^* \tag{25}$$
$$\pm (V_i - V_i') = 0 \qquad i \in V^* \tag{26}$$
$$\pm (T_i - T_i') = 0 \qquad i \in T^* \tag{27}$$

式中 P^*为有功功率出力限制的发电机母线符号集,P_{Gi}'以 $P_{Gi}^{\min}$为下限,以 $P_{Gi}^{\max}$为上限;Q^*为无功功率出力限制的发电机母线符号集,Q_{Gi}'以 $Q_{Gi}^{\min}$为下限,以 $Q_{Gi}^{\max}$为上限;V^*为电压幅值限制的母线符号集,V_i'以 $V_i^{\min}$为下限,以 $V_i^{\max}$为上限;T^*为分接头变比限制的变压器符号集,T_i'以 $T_i^{\min}$为下限,以 $T_i^{\max}$为上限。

最优解处的区域成本方程是:

$$d_a = \sum_{j \in G(a)} C_j(P_{Gj}) - C_a = 0 \tag{28}$$

式中 $G(a)$是区域 a中的一组发电机母线;C_a是最优解的区域的发电成本;$a = 1, 2, \cdots, A$

将式(15)~式(28)表示为向量形式并组合如下,得到在最优解时的系统方程式为:

$$\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{x}} = \boldsymbol{0} \tag{29}$$
$$\boldsymbol{s} = \boldsymbol{0} \tag{30}$$
$$\boldsymbol{t} = \boldsymbol{0} \tag{31}$$
$$\boldsymbol{d} = \boldsymbol{0} \tag{32}$$

式中 $\boldsymbol{x}$是变量的向量;$\boldsymbol{s}$是功率和功率交换的等式约束集;$\boldsymbol{t}$是不等式约束集;$\boldsymbol{d}$是区域成本集。

现在来考虑微小摄动:$\Delta\left(\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{x}}\right)$,$\Delta \boldsymbol{s}$,$\Delta \boldsymbol{t}$,$\Delta \boldsymbol{d}$,可以看到,要保持最优性,$\Delta(\partial L/\partial \boldsymbol{x})$和$\Delta \boldsymbol{d}$必须设定等于

零,再令

$$\Delta \boldsymbol{s} = [\Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{d}}, \Delta \boldsymbol{Q}_{\mathrm{d}}, \Delta \boldsymbol{P}_I, \Delta \boldsymbol{Q}_I]^{\mathrm{T}} \tag{33}$$

$$\Delta \boldsymbol{t} = [\Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{G}}', \Delta \boldsymbol{Q}_{\mathrm{G}}', \Delta \boldsymbol{T}', \Delta \boldsymbol{V}']^{\mathrm{T}} \tag{34}$$

式中 $\Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{d}}$,$\Delta \boldsymbol{Q}_{\mathrm{d}}$ 为 N 维向量,元素分别为 $\Delta P_{\mathrm{d}i}$,$\Delta Q_{\mathrm{d}i}$,$i=1,2,\cdots,N$;$\Delta \boldsymbol{P}_I$,$\Delta \boldsymbol{Q}_I$ 为 $A-1$ 维向量,元素分别为 ΔP_{Ia},ΔQ_{Ia},$a=2,3,\cdots,A$;$\Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{G}}'$ 为 $N(P^*)$ 维向量,元素为 $\Delta P_{\mathrm{G}i}'$,$i\in P^*$;$\Delta \boldsymbol{Q}_{\mathrm{G}}'$ 为 $N(Q^*)$ 维向量,元素为 $\Delta Q_{\mathrm{G}i}'$,$i\in Q^*$;$\Delta \boldsymbol{T}'$ 为 $N(T^*)$ 维向量,元素为 $\Delta T_i'$,$i\in T^*$;$\Delta \boldsymbol{V}'$ 为 $N(V^*)$ 维向量,元素为 $\Delta V_i'$,$i\in V^*$;$N(P^*)$ 为 P^* 中发电机母线数。

如果运行限制变化允许,则 $\Delta \boldsymbol{t}$ 不为零。

现在,如果系统受到摄动,且摄动后仍保持最优,则有式(35),$\boldsymbol{M}$ 矩阵如下。

$$\boldsymbol{M}\begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{G}} \\ \Delta \boldsymbol{Q}_{\mathrm{G}} \\ \Delta \boldsymbol{T} \\ \Delta \boldsymbol{V} \\ \Delta \delta \\ \Delta \lambda^P \\ \Delta \lambda^Q \\ \Delta \lambda^{IP} \\ \Delta \lambda^{IQ} \\ \Delta \mu' \\ \Delta \pi' \\ \Delta \tau' \\ \Delta \nu' \\ \Delta \boldsymbol{C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta\left(\dfrac{\partial L}{\partial \boldsymbol{x}}\right) \\ \hline \Delta \boldsymbol{s} \\ \hline \Delta \boldsymbol{t} \\ \hline \Delta \boldsymbol{d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} \\ \hline \Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{d}} \\ \Delta \boldsymbol{Q}_{\mathrm{d}} \\ \Delta \boldsymbol{P}_I \\ \Delta \boldsymbol{Q}_I \\ \hline \Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{G}}' \\ \Delta \boldsymbol{Q}_{\mathrm{G}}' \\ \Delta \boldsymbol{T}' \\ \Delta \boldsymbol{V}' \\ \hline \boldsymbol{0} \end{bmatrix} \tag{35}$$

$$\boldsymbol{M}=\begin{bmatrix}
\frac{\partial^2 L}{\partial \boldsymbol{P}_{\mathrm{G}}^2} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \frac{\partial \boldsymbol{g}^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{P}_{\mathrm{G}}} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{M}_P^{\mathrm{T}} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\boldsymbol{0} & \frac{\partial^2 L}{\partial \boldsymbol{Q}_{\mathrm{G}}^2} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \frac{\partial \boldsymbol{h}^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{Q}_{\mathrm{G}}} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{M}_Q^{\mathrm{T}} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \frac{\partial^2 L}{\partial \boldsymbol{T}\partial \boldsymbol{T}} & \frac{\partial^2 L}{\partial \boldsymbol{V}\partial \boldsymbol{T}} & \frac{\partial^2 L}{\partial \delta\partial \boldsymbol{T}} & \frac{\partial \boldsymbol{g}^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{T}} & \frac{\partial \boldsymbol{h}^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{T}} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_P^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{T}} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_Q^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{T}} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{M}_T^{\mathrm{T}} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \frac{\partial^2 L}{\partial \boldsymbol{T}\partial \boldsymbol{V}} & \frac{\partial^2 L}{\partial \boldsymbol{V}\partial \boldsymbol{V}} & \frac{\partial^2 L}{\partial \delta\partial \boldsymbol{V}} & \frac{\partial \boldsymbol{g}^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{V}} & \frac{\partial \boldsymbol{h}^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{V}} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_P^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{V}} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_Q^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{V}} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{M}_V^{\mathrm{T}} & \boldsymbol{0} \\
\boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \frac{\partial^2 L}{\partial \boldsymbol{T}\partial \delta} & \frac{\partial^2 L}{\partial \boldsymbol{V}\partial \delta} & \frac{\partial^2 L}{\partial \delta\partial \delta} & \frac{\partial \boldsymbol{g}^{\mathrm{T}}}{\partial \delta} & \frac{\partial \boldsymbol{h}^{\mathrm{T}}}{\partial \delta} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_P^{\mathrm{T}}}{\partial \delta} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_Q^{\mathrm{T}}}{\partial \delta} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\frac{\partial \boldsymbol{g}}{\partial \boldsymbol{P}_{\mathrm{G}}} & \boldsymbol{0} & \frac{\partial \boldsymbol{g}}{\partial \boldsymbol{T}} & \frac{\partial \boldsymbol{g}}{\partial \boldsymbol{V}} & \frac{\partial \boldsymbol{g}}{\partial \delta} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\boldsymbol{0} & \frac{\partial \boldsymbol{h}}{\partial \boldsymbol{Q}_{\mathrm{G}}} & \frac{\partial \boldsymbol{h}}{\partial \boldsymbol{T}} & \frac{\partial \boldsymbol{h}}{\partial \boldsymbol{V}} & \frac{\partial \boldsymbol{h}}{\partial \delta} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_P}{\partial \boldsymbol{T}} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_P}{\partial \boldsymbol{V}} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_P}{\partial \delta} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_Q}{\partial \boldsymbol{T}} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_Q}{\partial \boldsymbol{V}} & \frac{\partial \boldsymbol{I}_Q}{\partial \delta} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\boldsymbol{M}_P & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\boldsymbol{0} & \boldsymbol{M}_Q & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{M}_T & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{M}_V & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\
\frac{\partial \boldsymbol{d}}{\partial \boldsymbol{P}_{\mathrm{G}}} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{D}
\end{bmatrix}$$

式中 $\boldsymbol{M}$ 为灵敏度矩阵;$\Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{G}}$,$\Delta \boldsymbol{Q}_{\mathrm{G}}$ 为 N_{G} 维向量,元素分别为 $\Delta P_{\mathrm{G}i}$,$\Delta Q_{\mathrm{G}i}$,$i=1,2,\cdots,N_{\mathrm{G}}$;$\Delta \boldsymbol{T}$ 为 N_{T} 维向量,元素为 ΔT_i,$i=1,2,\cdots,N_{\mathrm{T}}$;$\Delta \boldsymbol{V}$ 为 N 维向量,元素为 ΔV_i,$i=1,2,\cdots,N$;$\Delta \delta$ 为 $N-1$ 维向量,元素为 $\Delta \delta_i$,$i=2,3,\cdots,N$;$\Delta \lambda^P$,$\Delta \lambda^Q$ 为 N 维向量,元素分别为 $\Delta \lambda_i^P$,$\Delta \lambda_i^Q$,$i=1,2,\cdots,N$;$\Delta \lambda^{IP}$,$\Delta \lambda^{IQ}$ 为 $A-1$ 维向量,元素分别为 $\Delta \lambda_a^{IP}$,$\Delta \lambda_a^{IQ}$,$a=2,3,\cdots,A$;$\Delta \mu'$ 为 $N(P^*)$ 维向量,元素为 $\Delta \mu_i'$,$i\in P^*$;μ_i' 以 $\mu_i^{\min}$ 为下限,以 $\mu_i^{\max}$ 为上限;$\Delta \pi'$ 为 $N(Q^*)$ 维向量,元素为 $\Delta \pi_i'$,$i\in Q^*$;$\Delta \tau'$ 为 $N(T^*)$ 维向量,元素为 $\Delta \tau_i'$,$i\in T^*$;$\Delta \nu'$ 为 $N(V^*)$ 维向量,元素为 $\Delta \nu_i'$,$i\in V^*$;$\Delta \boldsymbol{C}$ 为 A 维向量,元素为 ΔC_a,$a=1,2,\cdots,A$;$\boldsymbol{D}$ 是 $A\times A$ 维对角子阵,其对角线元素为 -1;$\boldsymbol{M}_P$ 为 $N(P^*)\times N_{\mathrm{G}}$ 维子矩阵,如果 $\boldsymbol{M}_P$ 的一个元素的行、列相应于相同的母线 i,元素的值为 ± 1(正号表示达到最大边界,而负号表示

达到最小边界),否则其值为 0;子矩阵 $\boldsymbol{M}_Q$, $\boldsymbol{M}_T$, $\boldsymbol{M}_V$ 的维数分别为 $N(Q^*) \times N_G$, $N(T^*) \times N_T$, $N(V^*) \times N$,其定义方式与 $\boldsymbol{M}_P$ 相似。

方程(35)可以写成如下的简洁形式:

$$\boldsymbol{M}\Delta\boldsymbol{U} = \Delta\boldsymbol{V} \tag{36}$$

式中 $\Delta\boldsymbol{U}$ 和 $\Delta\boldsymbol{V}$ 的维数为 $[2N_G + N_T + (4N-1) + (3A-2) + N(P^*) + N(Q^*) + N(V^*) + N(T^*)] \times 1$; $\boldsymbol{M}$ 是一个方阵。

$\Delta\boldsymbol{U}$ 是包括独立变量、非独立变量和所有约束拉格朗日乘子的微分的列向量,它是微分变量 $\Delta\boldsymbol{V}$ 的函数。$\Delta\boldsymbol{U}$ 可以用来评价负荷变化、功率交换水平变化和运行限制变化对电力联合模型最优解的作用。用灵敏度矩阵的逆矩阵左乘式(36)的两边得到:

$$\Delta\boldsymbol{U} = \boldsymbol{M}^{-1}\Delta\boldsymbol{V} \tag{37}$$

考虑边际转运价格时,区域发电成本的变化是首先令人感兴趣的。

6 边际转运成本计算

在一个多区域互联电力系统中,一个区域的有功/无功边际转运成本是系统中其他两个区域的功率变换变化一个单位时引起的该区域内运行成本的变化(由于内部网损变化,或者线路潮流和电压幅值约束的改变),所以边际转运价格用相关的 $\Delta\boldsymbol{P}_d$, $\Delta\boldsymbol{Q}_d$, $\Delta\boldsymbol{P}_I$, $\Delta\boldsymbol{Q}_I$ 变化引起的 $\Delta\boldsymbol{C}$ 来计算。每一个转运区域的边际转运成本是用多区域最优潮流模型基于最优发电调度计算得到的。应用每个区域的发电成本对母线功率需求变化和功率交换水平变化的信息,可以计算第 2节中提到的 5类电力交易的边际转运成本。

7 结语

本文发展了一种多区域全交流系统最优潮流模型和其最优解邻域中的灵敏度分析方法,这对系统规划和电价研究方面的许多实际问题是有用的。灵敏度分析可以快速提供精确的最优解,区域发电成本对母线需求和功率交换的灵敏度可用来计算边际转运价格。

参考文献

1 Yu C W, David A K. Integrated Approach to Transmission Services Pricing. IEE Proceedings—Generation, Transmission and Distribution, 1999, 146(3): 255~260

2 Yu C W, David A K. Pricing Transmission Services in the Context of Industry Deregulation. IEEE Trans on PWRS, 1997, 12(1): 503~510

3 Wood A J, Wollenberg B F. Power Generation Operation & Control. John Wiley & Sons, 1996

4 Li Y Z, David A K. Pricing Reactive Power Conveyance. IEE Proceedings-C, 1993, 140(3): 174~180

5 Powell M J D. A Fast Algorithm for Nonlinearly Constrained Optimization Calculations. In: 1977 Dundee Conference on Numerical Analysis. 1977

余志伟,男,博士,曾在香港中华和电力公司任保护工程师,现为香港理工大学助教授,研究方向为电力市场、电价、经济和保护。

高大伟,男,博士,香港理工大学电气工程系主任,教授,研究方向为电价、控制、HVDC、暂态稳定、保护和可靠性。

谢志棠,男,博士,曾在香港中华和电力公司任计划工程师,现为香港理工大学助教授,研究方向为电力系统控制、暂态稳定。

THEORY OF TRANSMISSION SERVICES MARGINAL PRICING IN A MULTI-AREA INTERCONNECTED POWER SYSTEM

C. W. Yu, A. K. David, C. T. Tse, C. Y. Chung, Wang Zhen

(The Hong Kong Polytechnic University, Hong Kong, China)

Abstract Of paramount importance for design and system operation engineers is a knowledge of the rate at which some functions of system operation change as a parameter changes, given that optimality is maintained as the parameter varies. This information can be determined by performing sensitivity analysis. Knowledge of these sensitivities is valuable for numerous practical purposes relating to system planning and tariffication. This paper formulates a full AC multi-area interconnected power system optimal power flow model (M-OPF) and develops a methodology for sensitivity analysis of the optimal power flow solution as a parameter in the power pool changes while retaining optimality during the perturbation. In the optimal solution of the OPF problem, some inequality constraints will invariably be binding. The sensitivity coefficients at a specified distribution of interchange power levels can be determined by making small perturbations in the vicinity of the optimum solution with the binding inequalities taken into account. They can be found from a linear approximation of the Kuhn-Tucker conditions and the set of binding constraints for the pool model in the vicinity of the solution. In particular this paper will demonstrate how the sensitivities of the generation cost of each area with respect to the bus power demand and interchange power, both real and reactive, can be obtained from sensitivity analysis. The information will be used to evaluate the short-run marginal cost of transmission services.

Keywords transmission services; interconnected power system; sensitivity analysis; marginal cost; wheeling